



# भारत का राजपत्र The Gazette of India

असाधारण

EXTRAORDINARY

भाग I—खण्ड 1

PART I—Section 1

प्राधिकार से प्रकाशित

PUBLISHED BY AUTHORITY

सं. 165]

नई दिल्ली, सोमवार, मई 7, 2018/वैशाख 17, 1940

No. 165]

NEW DELHI, MONDAY, MAY 7, 2018/VAISAKHA 17, 1940

पेट्रोलियम एवं प्राकृतिक गैस मंत्रालय

अधिसूचना

नई दिल्ली, 1 मई, 2018

सं. ओ-32011/75/2013-ओएनजी-I.—

## 1. प्रस्तावना

निम्नलिखित खंड, अपतटीय और तटीय, तेल और गैस के उत्पादन स्थल के परित्याग से संबंधित हैं। ये दिशानिर्देश अनुदेशात्मक नहीं हैं, लेकिन किन्तु मौजूदा नियामक ढांचों के अंतर्गत इनमें परिवर्तन किए जा सकते हैं।

नोट: विभिन्न शब्द जैसे स्थल पुनर्स्थापन योजना, परित्याग योजना, डीकमिशनिंग योजना, स्थल पुनर्स्थापन, परित्याग का एक – दूसरे के लिए प्रयोग किया गया है। तथापि, उन सबका अभिप्रेत एक ही दस्तावेज है।

## 2. परित्याग योजना से संबंधित सरकारी प्राधिकरण और उनकी विशिष्ट भूमिका

नीचे सूचीबद्ध विभिन्न प्राधिकरणों के उत्तरदायित्व निम्नवत वर्गीकृत किए गए हैं:-

- i. अनुमोदन भूमिका: इन प्राधिकरणों को परित्याग योजना मंजूर करनी होगी।
- ii. परामर्शी भूमिका: ये प्राधिकरण परामर्शी भूमिका अदा करेंगे, परित्याग योजना पर अपनी निविष्टियां, यदि कोई है, समयबद्ध तरीके से प्रदान करेंगे।
- iii. केवल सूचनार्थ: इन प्राधिकरणों को परित्याग योजना के संबंध में सूचित किया जाएगा।

परित्याग योजना तेल उद्योग सुरक्षा निदेशालय (ओआईएसडी) (केवल अपतटीय उत्पादन स्थलों के लिए) / खान सुरक्षा महानिदेशालय (डीजीएमएस) (केवल तटीय उत्पादन स्थलों के लिए) को प्रस्तुत की जाएगी और उनकी एक – एक प्रति, इन दिशानिर्देशों के अनुरूप परित्याग योजना की प्रस्तुति के 45 दिवसों के अंदर, टिप्पणी, यदि कोई है, हेतु 'परामर्शी भूमिका' वाले प्राधिकरणों को भेजी जाएगी।

- पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय (एमओपीएनजी) – अनुमोदन भूमिका [प्रबंधन समिति (एमसी) के माध्यम से]

- हाइड्रोकार्बन महानिदेशालय (डीजीएच) – अनुमोदन भूमिका [प्रबंधन समिति (एमसी) के माध्यम से]

- खान सुरक्षा महानिदेशालय (डीजीएमएस) - अनुमोदन भूमिका (केवल तटीय उत्पादन स्थलों के लिए)
  - तेल उद्योग सुरक्षा निदेशालय (ओआईएसडी) - अनुमोदन भूमिका (केवल अपतटीय उत्पादन स्थलों के लिए)
  - रक्षा मंत्रालय (एमओडी) - परामर्शी भूमिका (केवल अपतटीय उत्पादन स्थलों के लिए)
  - नौवहन मंत्रालय (एमओएस) - परामर्शी भूमिका (केवल अपतटीय उत्पादन स्थलों के लिए)
  - कृषि और किसान कल्याण मंत्रालय (एमओए एंड एफडब्ल्यू) के अंतर्गत पशुपालन, डेयरी और मत्स्य पालन (डीओएफ) विभाग - परामर्शी भूमिका (केवल अपतटीय उत्पादन स्थलों के लिए)
  - राज्य प्रदूषण नियंत्रण बोर्ड (एसपीसीबी) - परामर्शी भूमिका (12 समुद्री मील तक / ईपी अधिनियम के क्षेत्राधिकार के तटीय उत्पादन स्थलों और अपतटीय उत्पादन स्थलों के लिए)
  - राज्य समुद्री बोर्ड - केवल अपतटीय उत्पादन स्थलों के लिए परामर्शी भूमिका
  - जल संसाधन मंत्रालय - केवल सूचनार्थ (केवल तटीय उत्पादन स्थल)
  - राज्य सरकारें (संबंधित विभाग) - केवल सूचनार्थ (केवल तटीय उत्पादन स्थल)
  - तटवर्ती राज्य सरकार अपतटीय उत्पादन स्थल से निकटतम - केवल सूचनार्थ (केवल अपतटीय उत्पादन स्थलों के लिए)
  - राज्य, जिला और स्थानीय प्राधिकरण/संबंधित विभाग - केवल सूचनार्थ (केवल तटीय उत्पादन स्थलों के लिए)
- परियोजना क्रियान्वयन के दौरान, संविदाकारों को मौजूदा नियमों और विनियमों के अनुरूप संबंधित प्राधिकारियों से आवश्यक परमिट और सहमति लेना आवश्यक होगा।

### 3. विनियामक अपेक्षाएं

डीकमिशनिंग परियोजना क्रियान्वित करने वाले संविदाकारों को प्रासंगिक नियमों की स्पष्ट समझ होना आवश्यक है।

डीकमिशनिंग परियोजना प्रशासन को विनियमों तक सीमित नहीं रहना चाहिए। विनियमों के अलावा, प्रासंगिक पृष्ठभूमि जानकारी और परिसंपत्ति इतिहास उपलब्ध कराने का प्रयास किया जाना चाहिए। इसके अतिरिक्त, उन मुद्दों पर विचार किया जाना चाहिए जो डीकमिशनिंग गतिविधियों को प्रभावित करते हैं। इनमें तटीय, संरक्षित क्षेत्र, जल और लुप्तप्रायः प्रजातियां और कृत्रिम जलमग्न संरचना (रीफ) कार्यक्रम पर प्रभाव से संबंधित कतिपय प्रावधान शामिल हैं, लेकिन ये इन तक ही सीमित नहीं हैं।

अपतटीय उत्पादन स्थलों की डीकमिशनिंग से संबंधित विनियम तेल उद्योग सुरक्षा निदेशालय (ओआईएसडी) द्वारा प्रशासित होंगे, जबकि खान सुरक्षा महानिदेशालय (डीजीएमएस) तटीय उत्पादन स्थलों की डीकमिशनिंग का प्रशासन करेगा। इसके अलावा, यह विचार किया गया है कि अपतटीय प्लेटफार्मों के लिए कृत्रिम रीफ स्थापना ओआईएसडी द्वारा प्रशासित होंगे।

**टिप्पणी 1:** पेट्रोलियम प्रचालनों के लिए ये स्थल पुनर्स्थापन दिशानिर्देश केवल उत्पादनकारी क्षेत्रों से उत्पादन बंद होने के उपरांत क्षेत्र परित्याग पर लागू होते हैं। तथापि, संविदाकार को प्रबंधन समिति के अनुमोदन से *स्टैंड अलोन* आधार पर कूप ढंकने (प्लगिंग) और परित्याग (पी एंड ए) तथा फ्लशिंग / सफाई गतिविधियां निष्पादित करने में थोड़ी छूट ले सकता है।

**टिप्पणी 2 :** संविदाकार, संविदाकार कार्य समापन फाइल (डोजियर) संबंधी तृतीय पक्ष लेखापरीक्षा रिपोर्ट ओआईएसडी / डीजीएमएस और डीजीएच को प्रस्तुत करेगा जिसे स्थल पुनर्स्थापन / डीकमिशनिंग / परित्याग कार्य समापन प्रमाणन के रूप में माना जाएगा।

### 4. पर्यावरणी प्रभाव आकलन (ईआईए)

वर्तमान में, भारत में तेल और गैस परिसंपत्तियों की डीकमिशनिंग के लिए कोई विशिष्ट पर्यावरणीय प्रभाव आकलन का दिशानिर्देश नहीं है। इसके लिए न्यूनतम अपेक्षाएं निर्धारित की जानी चाहिए और अपतटीय तथा तटीय तेल एवं गैस उत्पादक परिसंपत्तियों के परित्याग संबंधी पर्यावरणीय प्रभाव आकलन (ई.आई.ए.) तैयार किया जाना चाहिए।

चयनित डीकमिशनिंग पद्धति के लिए ईआईए में पर्यावरण संरक्षण उपाय शामिल होना चाहिए तथा चयनित अवधारणा के लिए ईआईए रिपोर्ट के साथ स्थल पुनर्स्थापन योजना संविदाकार द्वारा डीजीएमएस/ओआईएसडी को प्रस्तुत करना होगा।

## 5. स्वाभाविक रूप से उत्पन्न रेडियोधर्मी सामग्री (एनओआरएम) का प्रहस्तन (हैंडलिंग)

स्वाभाविक रूप से उत्पन्न रेडियोधर्मी सामग्री (एनओआरएम) से संसर्गित उपकरण की पहचान, लेबलिंग, अनुरक्षण, भंडारण और निपटान के लिए परमाणु ऊर्जा विभाग (डीएई) के दिशानिर्देशों का अनुपालन करना होगा।

## 6. स्थल पुनर्स्थापन निधि

स्थल पुनर्स्थापना निधि ("एसआरएफ"), जहां लागू हो, संबंधित उत्पादन भागीदारी (पीएससी) संविदा (पीएससी) प्रावधानों और वर्ष 1999 की स्थल पुनर्स्थापना निधि योजना (एसआरएफएस) द्वारा शासित होती हैं। स्थल पुनर्स्थापना निधि योजना के लिए निम्नलिखित दिशानिर्देश बनाए गए हैं :

- संविदाकार प्रथम वाणिज्यिक तेल / गैस उत्पादन के तुरंत बाद एसआरएफ खाता खोलेगा।
- नए क्षेत्रों के मामले में, संविदाकार, वैकल्पिक रूप से, प्रथम वाणिज्यिक तेल / गैस उत्पादन के 3 वर्षों तक की प्रारंभिक अवधि के लिए बैंक गारंटी (बीजी) प्रस्तुत कर सकते हैं।
- वाणिज्यिक उत्पादन वाले ऐसे मौजूदा क्षेत्रों के मामले में जहां एसआरएफ अभी तक स्थापित नहीं किए गए हैं, नीतिगत दिशानिर्देशों की अधिसूचना के 6 माह के अंदर संविदाकार, वैकल्पिक रूप से, 3 वर्षों तक की अवधि के लिए एक बैंक गारंटी जमा कर सकता है। उत्पादन भागीदारी संविदा के बाद के वर्षों के लिए संविदाकार एसआरएफ खाता खोलेगा।
- स्थल पुनर्स्थापना निधि (एसआरएफ) या बैंक गारंटी (बीजी) की राशि संविदाकार द्वारा यथा प्रस्तावित और प्रबंधन समिति द्वारा अनुमोदित डीकमिशनिंग आकलनों के अनुरूप होगी।
- एसआरएफ खाते या बैंक गारंटी राशि के निधियन की संगणना इकाई उत्पादन पद्धति अर्थात् उस क्षेत्र के भंडार और उत्पादन के अनुपात का उपयोग करते हुए की जाएगी।
- अलग-अलग परिसंपत्तियों के भिन्न-भिन्न परिचालन जीवनकाल और संसाधन लागतों में परिवर्तनों के कारण, प्रत्येक 3 वर्ष पर, डीकमिशनिंग और स्थल पुनर्स्थापन लागत का मूल्यांकन और अद्यतन किया जाए। संविदाकार द्वारा एक अर्हता प्राप्त स्वतंत्र तृतीय पक्षकार द्वारा विधिवत् आकलित डीकमिशनिंग लागत आकलन डीजीएच को प्रस्तुत किया जाएगा। संशोधित आकलन एसआरएफ राशि अथवा बैंक गारंटी का आधार बनेगा।

एसआरएफ खाते से निधियों का आहरण, वर्ष 1999 की एसआरएफएस के पैरा 8 द्वारा अभिशासित होगा। पैरा 8 के अनुसार और आगे दिशा-निर्देशन के लिए निम्नलिखित अतिरिक्त चरणों का अनुपालन करने की जरूरत की सिफारिश की जाती है :

- क. संविदाकार अंतिम कार्य अनुसूची और वित्तीय वर्ष आधारित संगत आकलित भुगतान सहित, वार्षिक कार्य योजना एवं बजट (डब्ल्यूपी एंड बी) प्रबंधन समिति को प्रस्तावित करेगा।
- ख. इस प्रकार के अनुमोदित कार्य कार्यक्रम और बजट (डब्ल्यूपी एंड बी) के आधार पर संविदाकार को व्यय के मद में एसआरएफ खाते से चार अथवा अधिक चरणों में निधियां आहरित करने की अनुमति दी जाएगी। संविदाकार प्रत्येक चरण के दौरान अथवा उनकी समाप्ति पर निधियों का उपयोग दर्शाते हुए, प्रबंधन समिति को स्वीकार्य, तृतीय पक्ष द्वारा सत्यापित चरण-वार उपयोग प्रमाणपत्र, डीजीएच को प्रस्तुत करेगा। बाद के चरण के लिए अग्रिम जारी करने के लिए, संविदाकार को यह सुनिश्चित करना होगा कि वर्तमान चरण के दौरान आहरित राशि के 75 प्रतिशत के लिए उपयोग प्रमाण पत्र प्रस्तुत कर दिया गया है और पिछले चरणों की 100 प्रतिशत निधियां आहरित कर ली गई हैं। वैकल्पिक रूप से, संविदाकार को समतुल्य राशि के लिए बैंक गारंटी जमा कर प्रबंधन समिति द्वारा अनुमोदित योजना के अनुसार स्थल पुनर्स्थापन और परित्याग के लिए आवश्यक निधि का 100 प्रतिशत तक अग्रिम में आहरित करने का विकल्प होगा।
- ग. वित्त वर्ष की समाप्ति के पश्चात् 60 दिनों के अंदर, संविदाकार को पिछले वर्ष का अंतिम व्यय और उपयोगिता विवरण प्रस्तुत करना होगा।
- घ. बैंक गारंटी राशि के मामले में, अनुमोदित परित्याग योजना के अनुसार स्थल पुनर्स्थापन शेष कार्य के मूल्य के अनुसार वित्त वर्ष के अंत में वार्षिक आधार पर बैंक गारंटी राशि (अनुपातिक आधार पर) से समायोजित / घटाई जा सकती है।
- ङ. संविदाकार अनुमोदित परित्याग योजना के अनुसार स्थल पुनर्स्थापन गतिविधियां शुरू करेगा और समापन प्रमाण पत्र प्रस्तुत करेगा।

च. एसआरएफ खाते में योगदान की राशि का उपयोग सभी पक्षकारों द्वारा केवल क्षेत्र परित्याग एवं स्थल पुनर्स्थापन के लिए किया जाएगा। स्थल पुनर्स्थापन और परित्याग के पश्चात् एसआरएफ की शेष राशि का पीएससी और एसआरएफ योजना, 1999 के अनुसार उपयोग किया जाएगा।

## 7. स्थल परित्याग की शुरुआत

स्थल परित्याग की शुरुआत और स्थल पुनर्स्थापन योजना के अनुमोदन के लिए सरकार को सूचित करने के संबंध में निम्नलिखित दिशा-निर्देश बनाए गए हैं:-

- अपेक्षित उत्पादन विराम के एक (1) वर्ष पूर्व एक आकलित उच्च स्तरीय परित्याग अनुसूची समीक्षार्थ डीजीएच को प्रस्तुत की जानी चाहिए।
- यदि आवश्यक हुआ तो डीजीएच द्वारा थोड़ी समयावधि कम की जा सकती है।
- उत्पादन समाप्ति के पश्चात् स्थल परित्याग और पुनर्स्थापन योजना 1 वर्ष से अनधिक अवधि के अंदर ओआईएसडी / डीजीएमएस को प्रस्तुत की जानी चाहिए।
- इन दिशानिर्देशों के अनुरूप, संविदाकार द्वारा परित्याग योजना प्रस्तुत किए जाने के 60 दिनों के अंदर ओआईएसडी / डीजीएमएस द्वारा परित्याग योजना अनुमोदित की जाएगी। यदि ओआईएसडी / डीजीएमएस को इन प्रलेखनों में खामियों के संबंध में कोई पूछताछ करनी है तो, इस संबंध में संविदाकार से संतोषजनक उत्तर प्राप्त होने और सही प्रासंगिक दस्तावेज़ प्राप्त होने के 15 दिनों के अंदर ओआईएसडी / डीजीएमएस द्वारा अनुमोदन प्रदान कर दिया जाएगा।
- सभी विनियामक अनुमोदन, परमिट, मंजूरीयों इत्यादि के अध्यधीन परित्याग की शुरुआत परित्याग योजना में अनुमोदित समय-सीमा के अनुसार की जानी चाहिए।

## 8. भारत के अपतटीय उत्पादन स्थलों की डीकमिशनिंग के लिए दिशानिर्देश

### खंड 1. परिभाषाएं

(क) डीकमिशनिंग से अभिप्रेत है :

(1) तेल या गैस प्रचालन का समापन; तथा

(2) पट्टे को एक ऐसी स्थिति में लौटाना जो विनियमों और अन्य एजेंसियों, जिनका डीकमिशनिंग गतिविधियों पर क्षेत्राधिकार है, की अपेक्षाओं को पूरा करता है।

(ख) अवरोध से अभिप्रेत है:

तेल और गैस परिचालनों में प्रयुक्त संरचनाएं, उपकरण या वस्तु अथवा ऐसी संरचनाओं पर समुद्री उगाई, जिन्हें यदि यथास्थान छोड़ दिया जाता है तो समुद्र तल के मौजूदा प्रयोक्ताओं के लिए काफी बाधाएं खड़ी करेगा, को एक अवरोध माना जा सकता है। ऐसे अवरोधों में शेल माउंड, कूपशीर्ष, केसिंग स्टम्प्स, मडलाइन सर्पेंशन, कूप संरक्षण उपकरण, समुद्रमग्न पेड़, जंपर एसेंबलिंग, अंबिलिकल्स, मैनिफोल्ड, टर्मिनेशन स्किड्स, उत्पादन और पाइपलाइन राइजर, प्लेटफॉर्म, टेम्पलेट्स, पायलिंग्स, पाइपलाइन, पाइपलाइन वाल्व और बिजली की तारें इत्यादि शामिल हो सकती हैं।

### खंड 2. उत्पादन समापन

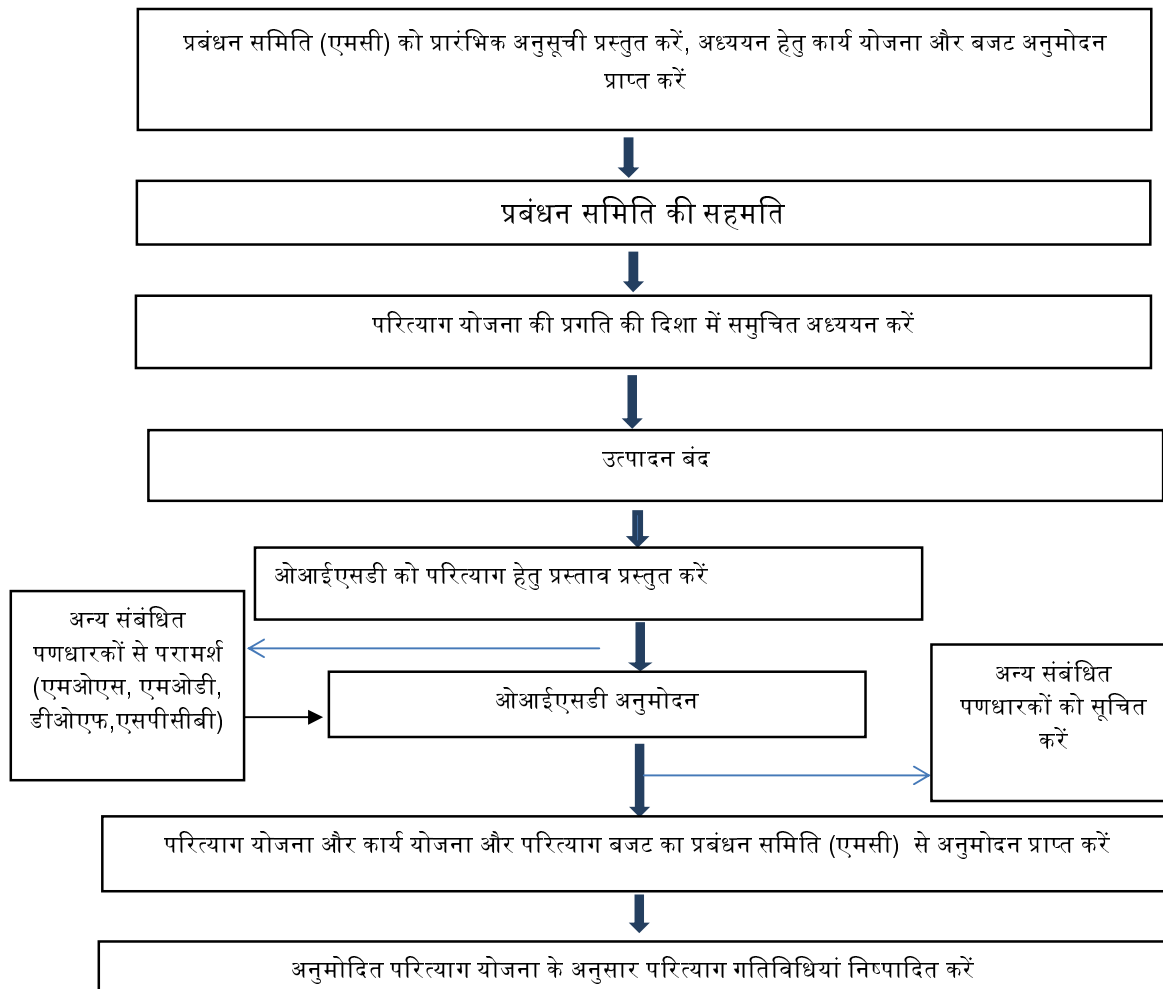
उत्पादन समापन के 180 दिनों के अंदर, संविदाकार पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय / डीजीएच / ओआईएसडी को सूचित करेगा कि इस स्थल से सभी उत्पादन बंद हो चुके हैं और उत्पादन समापन के एक वर्ष के अंदर ओआईएसडी को परित्याग योजना प्रस्तुत करेगा।

### खंड 3. सामान्य डीकमिशनिंग अपेक्षाएं

डीकमिशनिंग अपेक्षाओं संबंधी दिशा-निर्देश निम्नानुसार हैं :

- कूप को स्थायी रूप से बंद (प्लगिंग) कर कूप को डीकमिशन करें। समुद्रमग्न कूप शीर्ष संरचनाएं, क्रिसमस ट्री, केसिंग और ट्यूबिंग्स यथा स्थान छोड़े जा सकते हैं, बशर्ते कि वे अपने स्थान पर सुदृढ़ हों और इस स्थल के संभावित प्रयोक्ताओं के लिए कोई अधिक जोखिम पैदा न करते हों। समुद्रमग्न कूप शीर्ष संरचनाओं, क्रिसमस ट्री, केसिंग और ट्यूबिंग की डीकमिशनिंग पद्धति का निर्णय एक पारदर्शी और वस्तुनिष्ठ तुलनात्मक आकलन प्रक्रिया के माध्यम से लिया जाएगा, जिसमें भू-तकनीकी पहलू, क्षय प्रक्रियाएं, पर्यावरण मुद्दे और सुरक्षा इत्यादि शामिल होंगे।
- आईएमओ संकल्पों / दिशानिर्देशों के अनुसार प्लेटफॉर्म हटाया जा सकता है। रीफिंग की अनुमति होगी यदि यह पर्यावरण के दृष्टिकोण से लाभकारी होता है।
- समुद्रमग्न हार्डवेयर और पाइपलाइन को डीकमिशन किया जाना चाहिए और यथास्थान छोड़ दिया जाना चाहिए, बशर्ते कि भू-तकनीकी, इंजीनियरिंग विश्लेषण और अन्य सूचना यह बताते हैं कि हार्डवेयर और पाइपलाइन सुदृढ़ हैं। पाइपलाइन डीकमिशनिंग पद्धति का निर्णय एक पारदर्शी और वस्तुनिष्ठ तुलनात्मक आकलन प्रक्रिया के माध्यम से लिया जाएगा, जिसमें भू-तकनीकी पहलू, क्षय प्रक्रियाएं, पर्यावरण मुद्दे और सुरक्षा इत्यादि शामिल होंगे।
- जहाँ पाइलिंग अथवा कंडक्टर्स टूट गए हैं उन्हें निकाल कर एक स्तर पर या मड लाइन के नीचे के स्तर पर लाया जाना चाहिए।
- सभी डीकमिशनिंग कार्य सुरक्षित तरीके से किया जाए कि समुद्र तल के अन्य प्रयोक्ताओं को अनावश्यक परेशानी न हो और मानव, समुद्री अथवा तटीय पर्यावरण को अनुचित अथवा गंभीर हानि अथवा क्षति न पहुँचाएँ।

#### खंड 4. अपतटीय उत्पादन स्थलों की डीकमिशनिंग के लिए आवेदन प्रक्रिया



### ड 5. कूप प्लग और परित्याग

कूप प्लगिंग और परित्याग संचालन ओआईएसडी मानक 175 के अनुसार निष्पादित किया जाएगा। ओआईएसडी मानक 175 से विचलन, यदि कोई है, अलग-अलग मामले के आधार पर अनुमोदनार्थ ओआईएसडी को प्रस्तुत किया जाएगा।

रिंग विहीन परित्याग एक व्यवहार्य विकल्प है। संविदाकारों के पास सर्वाधिक किफायती, सुरक्षित तरीके से कूप परित्याग करने का अपना भी विकल्प होना चाहिए। रिंग विहीन पी एंड ए के लिए परियोजना विशिष्ट प्रक्रियाएं ओआईएसडी को अनुमोदनार्थ प्रस्तुत की जाएगी।

**प्रत्येक आगार (रिजर्वयर) अलगाव (आइसोलेशन) प्लग (प्लगें) सत्यापन हेतु निम्नलिखित परीक्षणों में से एक या दोनों में पास करना होगा :**

- प्लग पर कम से कम 15,000 पाउंड का पाइप वजन; या
- प्रति वर्ग इंच कम से कम 1,000 पाउंड का पंप दबाव। सुनिश्चित करें कि दबाव 15 मिनट में 10 प्रतिशत से अधिक कम नहीं होता है।

### खंड 6. डीकमिशनिंग प्लेटफॉर्म और अन्य सुविधाएं

सभी प्लेटफार्म और अन्य सुविधाएं, अनुमोदित परित्याग योजना के अनुसार डीकमिशन की जानी चाहिए।

सभी उत्पादन राइजर्स को उन्हें हटाने से पहले समुद्री पानी से साफ करना जरूरी है।

### खंड 7. प्लेटफार्म या अन्य सुविधा परित्याग योजना में शामिल की जाने वाली सूचना

ओआईएसडी के अनुमोदन के लिए परित्याग योजना के भाग के रूप में निम्नलिखित (यथा प्रासंगिक) जानकारी प्रस्तुत करें :

(क) निम्नलिखित सहित आवेदक की पहचान:

- (1) संविदाकार;
- (2) पता;
- (3) संपर्क व्यक्ति और टेलीफोन नंबर, ईमेल, फैक्स, और
- (4) तटीय बेस

(ख) निम्नलिखित सहित, डीकमिशन की जाने वाली संरचना की पहचान:

- (1) प्लेटफार्म का नाम
- (2) स्थान (पट्टा, क्षेत्र, ब्लॉक और ब्लॉक निर्देशांक);
- (3) स्थापना तिथि (वर्ष);
- (4) डीकमिशनिंग की प्रस्तावित तिथि (महीना / वर्ष); तथा
- (5) जल गहराई

(ग) निम्नलिखित सहित, निष्क्रिय (डिकमिशन) की जाने वाली संरचना का विवरण:

- (1) विन्यास (एक चित्र या आरेख संलग्न करें);
- (2) आकार;
- (3) लेग्स / केसिंग / पाइलिंग की संख्या;
- (4) लेग्स / केसिंग / पाइलिंग का व्यास और दीवार की मोटाई;
- (5) क्या पाइल्स ग्राउटेड हैं;
- (6) मिट्टी संरचना और स्थिति का संक्षिप्त विवरण;
- (7) जैकेट, टॉपसूइड्स (मॉड्यूल द्वारा), कंडक्टर्स, और पाइलिंग के आकार और भार; तथा

(घ) प्रयोजन की पहचान जिसमें निम्नलिखित शामिल होंगे:

- (1) पट्टा समाप्ति तिथि; तथा

(2) संरचना को हटाने का कारण।

(ड) हटाने की विधि का विवरण,

(च) हटाए गए प्लेटफॉर्म के परिवहन और निस्सरण (कृत्रिम चट्टान (रीफ) के रूप में सहित) या निस्तारण (साल्वेज) की योजना

(छ) इस संरचना के निकट के क्षेत्र में किए गए हाल के किसी जैविक सर्वेक्षण के परिणाम और

संरचना स्थल पर कछुओं या समुद्री स्तनधारियों की स्थिति का प्रेक्षण।

(ज) प्रचालन हटाने के दौरान पुरातात्विक और संवेदनशील जैविक पारिस्थितिकी तंत्र के संरक्षण की योजना, जिसमें निष्कासन परिचालन और प्रक्रियाओं के पर्यावरणीय प्रभावों का एक संक्षिप्त आकलन और ऐसे प्रभावों को कम से कम करने के लिए किए गए शमन उपाय शामिल होंगे।

(झ) इस आशय का एक कथन कि निष्कासन के पश्चात् समुद्री जीवन पर किसी प्रकार के प्रभावों का पता लगाने के लिए सर्वेक्षण करने हेतु गोताखोरों का उपयोग किया जाएगा या नहीं।

### **खंड 8. प्लेटफॉर्म अथवा अन्य सुविधा डीकमिशन किए जाने के पश्चात् प्रस्तुत की जाने वाली सूचना।**

किसी प्लेटफॉर्म या अन्य सुविधा के डीकमिशन के 90 दिनों के अंदर, ओआईएसडी को एक लिखित सूचना प्रस्तुत करें, जिसमें निम्नलिखित शामिल होने चाहिए :

(क) डीकमिशन प्रचालन पूरा होने की तिथि सहित प्रचालन का संक्षिप्त विवरण;

(ख) शमन उपाय, यदि कोई उपयोग किया गया हो, के विवरण; तथा

(ग) एक अधिकृत प्रतिनिधि द्वारा हस्ताक्षरित एक बयान, जो प्रमाणित करता हो कि प्लेटफॉर्म या अन्य सुविधा के हटाने में प्रयुक्त विस्फोटक का प्रकार और परिमाण अनुमोदित परित्याग योजना में यथा निर्धारित के अनुरूप थे।

### **खंड 9. पाइपलाइन डीकमिशन**

पाइपलाइन को डीकमिशन के बाद यथावत छोड़ देना है।

किसी पाइपलाइन को निष्क्रिय (डीकमिशन) करने के लिए :

(क) ओआईएसडी के अनुमोदनार्थ परित्याग योजना के भाग के रूप में निम्नलिखित सूचना प्रस्तुत करें :

(1) प्रचालन के कारण;

(2) प्रस्तावित डीकमिशन प्रक्रियाएं;

(3) डीकमिशन हेतु निर्धारित खंड की लंबाई (मीटर)

(4) निपटान और निस्तारण (साल्वेज) योजना

(5) लैंड फॉल बिन्दु पर पारिस्थितिकीय - संवेदनशील क्षेत्रों जैसे राष्ट्रीय उद्यानों, वन्य जीव अभ्यारण्यों और संरक्षित क्षेत्रों इत्यादि से गुजरने वाली पाइपलाइन की लंबाई और उनके संरक्षण की योजना।

(ख) पाइपलाइन को पिग करें, जब तक कि पिगिंग व्यावहारिक नहीं रह गया हो;

(ग) पाइप लाइन को फ्लश करें;

(घ) पाइप लाइन में समुद्री पानी भरें;

(ड) पाइप लाइन के प्रत्येक छोर को काटें और बंद करें;

(च) जहां आवश्यक हो, पाइपलाइन के प्रत्येक छोर को समुद्र तल से कम से कम एक मीटर के नीचे गाड़ दें अथवा प्रत्येक छोर को बालू / कंक्रीट सतह से ढक दें।

(छ) समुद्र तल के अन्य प्रयोक्ताओं को अनावश्यक रूप से बाधित करने वाले पाइपलाइन वाल्वों और अन्य फिटिंग्स को निकालें।

### **खंड 10. पाइपलाइन डीकमिशन के उपरांत**

पाइपलाइन डीकमिशन के समापन के 90 दिनों के अंदर, ओआईएसडी को एक लिखित सूचना प्रस्तुत करें, जिसमें निम्नलिखित शामिल होने चाहिए :

(क) डीकमिशन प्रचालन पूरा होने की तिथि सहित प्रचालन का संक्षिप्त विवरण;

(ख) नियोजित शमन (मिटिगेशन) उपाय के विवरण; तथा

(ग) अधिकृत प्रतिनिधि द्वारा हस्ताक्षरित एक बयान, जो प्रमाणित करता हो कि पाइपलाइन को अनुमोदित परित्याग योजना के अनुसार निष्क्रिय (डीकमिशन) किया गया है।

### खंड 11. स्थायी रूप से बंद (प्लग) किए गए कूप, हटाए गए प्लेटफॉर्म, अथवा अन्य हटाई गई सुविधा के लिए स्थल मंजूरी अपेक्षाएं

परित्याग गतिविधियों के पूरा होने के पश्चात्, यह सत्यापित करें कि निम्नलिखित पद्धतियों में से किसी एक का उपयोग करते हुए स्थल से अवरोधों को हटा लिया गया है:

यदि उपयोग किया गया है—	जरूर करें—	और जरूर करें—
(क) सोनार	उपयुक्त ग्रिड क्षेत्रफल को 100 प्रतिशत कवर करें।	कम से कम 500 किलो हर्ट्ज की आवृत्ति का सोनार सिग्नल का उपयोग करें।
(ख) गोताखोर	सुनिश्चित करें कि गोताखोर उपयुक्त ग्रिड का स्वयं देखकर 100 प्रतिशत क्षेत्र का निरीक्षण करता है।	सुनिश्चित करें कि गोताखोर संकेंद्रित वृत्त अथवा अधिकतम 3 मीटर अंतराल की समानांतर रेखाओं के तलाश पैटर्न का उपयोग करता है।
(ग) आरओवी (सुदूर संचालित वाहन)	सुनिश्चित करें कि आरओवी कैमरा उपयुक्त ग्रिड क्षेत्र के 100 प्रतिशत का विडियोटेप रिकॉर्ड करता है।	सुनिश्चित करें कि आरओवी संकेंद्रित वृत्त अथवा अधिकतम 3 मीटर अंतराल की समानांतर रेखाओं के पैटर्न का उपयोग करता है।

### खंड 12. पञ्च स्थल मंजूरी और सत्यापन

(क) एक कूप स्थल के लिए सत्यापन गतिविधियों के पूरा होने के 90 दिनों के अंदर एक समापन पत्र प्रस्तुत करें, जिसमें निम्नलिखित शामिल होने चाहिए:

- (1) इस आशय का एक हस्ताक्षरित प्रमाणन कि कूप स्थल क्षेत्र सभी अवरोधों से मुक्त है;
- (2) कार्य सत्यापन की तारीख और प्रयुक्त पोत;
- (3) सर्वेक्षण किए गए क्षेत्र का क्षेत्रफल;
- (4) प्रयुक्त सर्वेक्षण पद्धति।

(ख) किसी प्लेटफॉर्म या अन्य सुविधा स्थल के लिए, सत्यापन गतिविधियों के समापन के पश्चात् 90 दिनों के अंदर एक समापन पत्र जमा करें, जिसमें निम्नलिखित शामिल होने चाहिए:

(1) कंपनी के किसी प्राधिकृत अधिकारी द्वारा हस्ताक्षरित एक पत्र जिसमें यह प्रमाणित किया गया हो कि प्लेटफॉर्म या अन्य सुविधा स्थल क्षेत्र से सभी अवरोध हटा लिए गए हैं और यह कि कंपनी के प्रतिनिधि ने सत्यापन गतिविधियों को देखा है।

(2) **तृतीय-पक्ष कंपनी**, जिसने सत्यापन कार्य निष्पादित किया है, के किसी अधिकृत अधिकारी द्वारा हस्ताक्षरित एक पत्र कि प्लेटफॉर्म या अन्य सुविधा स्थल क्षेत्र से सभी अवरोध हटा लिए गए हैं।

- (3) सत्यापन कार्य निष्पादित करने की तिथि और प्रयुक्त पोत;
- (4) सर्वेक्षण किए गए क्षेत्र का क्षेत्रफल;
- (5) प्रयुक्त सर्वेक्षण पद्धति।

**टिप्पणी 1:** स्थल सफाई निष्पादित करने के 180 दिनों के अंदर, संविदाकार ओआईएसडी / डीजीएच को संविदाकार के कार्य समापन की मिसिल (डोजियर) पर **तृतीय पक्ष लेखा परीक्षा रिपोर्ट** प्रस्तुत करेगा, जिसे कार्य समापन प्रमाण पत्र माना जाएगा।

### खंड 13. परित्यक्त पाइपलाइनों की निगरानी और सर्वेक्षण अपेक्षाएं

(क) पर्यावरणी और स्थिरता आधारभूत सर्वेक्षण का निष्पादन।



(ख) ऐसी पाइपलाइनों के परित्याग से कम से कम एक मानसून मौसम के बीत जाने के पश्चात्, संविदाकार द्वारा पाइपलाइन स्थान का एक सर्वेक्षण भी किया जाना चाहिए।

(ग) परित्याग पश्चात् निगरानी आवश्यक नहीं है।

### 9. भारत के तटीय उत्पादन स्थलों को बंद करने (डीकमिशनिंग) संबंधी दिशानिर्देश

पेट्रोलियम और प्राकृतिक गैस मंत्रालय को ऐसे विधान बनाने चाहिए जो डीजीएमएस को तटीय उत्पादन स्थलों की डीकमिशनिंग को विनियमित करने का प्राधिकार प्रदान करता हो।

#### खंड 1. परिभाषाएं

(क) अधिकृत प्रशासनिक प्रतिनिधि से अभिप्रेत है:

कोई संस्था या व्यक्ति जो भारत सरकार द्वारा सहकारी समझौता, प्रत्यायोजन अथवा अनुबंध द्वारा कर्तव्यों के निर्वहन के लिए अधिकृत है।

(ख) ताजा पानी से अभिप्रेत है:

ऐसा पानी जिसमें कुल 1000 पीपीएम से अधिक ठोस पदार्थ घुले न हों, बशर्ते कि ऐसे पानी में कोई ऐसा घटक आपत्तिजनक स्तर पर निहित न हो जो पशु, पौधे अथवा जल जंतु के लिए विषैला हो, जब तक अन्यथा लागू नोटिसों अथवा आदेशों में विनिर्दिष्ट न हो।

(ग) संविदाकार से अभिप्रेत है:

उत्पादन भागीदारी संविदा में यथा परिभाषित।

#### खंड 2. कूप भराई (वेल प्लगिंग) और परित्याग

उत्पादन बंद हो जाने के पश्चात् कूप को स्थायी रूप से बंद (प्लग) किया जाना चाहिए।

किसी कूप अथवा क्षेत्र को स्थायी रूप से बंद करने से पूर्व, प्लग करने और परित्याग करने हेतु एक आवेदन डीजीएमएस को प्रस्तुत करें और उनका अनुमोदन प्राप्त करें। अनुमोदन हेतु अनुरोध में निम्नलिखित सूचना शामिल करें :

(क) कूप (अथवा क्षेत्र) प्लगिंग का कारण तथा आगे लाभकारी तेल अथवा गैस उत्पादन करने की इसकी क्षमता की कमी को विनिर्दिष्ट करते हुए इस संबंध में जानकारी

(ख) हाल का कूप परीक्षण आंकड़ा और दबाव आंकड़ा, यदि उपलब्ध है;

(ग) अधिकतम संभावित तेल दबाव, और

(घ) उपयोग किए जाने वाले कूप नियंत्रण तरल का प्रकार और वजन;

(ङ) कार्य का विवरण; और

(च) वर्तमान और प्रस्तावित कूप खाका और विवरण जिसमें निम्नलिखित सूचना शामिल हो:

(1) कूप की गहराई;

(2) सभी छिद्रित अंतराल जिन्हें प्लग नहीं किया गया है;

(3) केसिंग और ट्यूबिंग की गहराई और विवरण;

(4) अधःस्तलीय उपकरण;

(5) प्रत्येक आवरण (केसिंग) वलय में अनुमानित सीमेंट शीर्ष (और अनुमान का आधार);

(6) प्लग स्थान;

(7) प्लग प्रकार;

(8) प्लग लंबाई;

(9) प्रयोग की जाने वाली कीचड़ और सीमेंट के गुण;

(10) छिद्रण और आवरण कटाई योजना;

(11) प्लग परीक्षण योजनाएं;

(12) राष्ट्रीय पार्क, वन्यजीव अभयारण्य और संरक्षित क्षेत्रों से संबंधित निकटवर्ती क्षेत्रों की पर्यावरणीय स्थिति।

**टिप्पणी :** रिग विहीन कूप परित्याग एक व्यवहार्य विकल्प है। संविदाकारों के पास सर्वाधिक किफायती, सुरक्षित तरीके से कूप परित्याग का विकल्प भी होना चाहिए। रिग विहीन पी एंड ए के लिए परियोजना विशिष्ट प्रक्रियाएं डीजीएमएस को अनुमोदनार्थ प्रस्तुत की जाएगी।

### खंड 3. स्थायी कूप बंदी (वेल प्लगिंग) अपेक्षाएं

(क) सुनिश्चित करें कि सभी कूप प्लग:-

- (1) हाइड्रोकार्बन और क्षेत्रों को डाउनहोल विलगन प्रदान करते हैं;
- (2) ताजे पानी के जलदायी स्तर सुरक्षित रखते हैं; तथा
- (3) वेलबोर के अंदर या सतह पर तरल पदार्थ संघटन अभिगमन को रोकते हैं।

(ख) इस खंड की निम्नलिखित सारणी के अनुसार कूपों को स्थायी रूप से बंद (प्लग) कर दें।

### स्थायी कूप प्लगिंग अपेक्षाएं

यदि ----	फिर इसका उपयोग करें -----
(1) ओपेन होल में क्षेत्र	संस्तर में तरल को विलगति करने के लिए तेल, गैस और ताजा पानी के क्षेत्रों को कम से कम 30 मीटर नीचे से 30 मीटर ऊपर तक सीमेंट प्लग लगाएं।
(2) आवरण (केसिंग) के नीचे ओपेन होल	<p>(i) केसिंग तल (शू) के कम से 30 मीटर ऊपर और गहनतम नीचे, विस्थापन पद्धति से एक सीमेंट प्लग करें;</p> <p>(ii) केसिंग शू के 15 से 30 मीटर पर प्रभावी वैक प्रेशर नियंत्रण युक्त एक सीमेंट रिटेनर और एक सीमेंट प्लग लगाएं जो केसिंग शू के कम से कम 30 मीटर नीचे जाता हो और रिटेनर से ऊपर कम से कम 15 मीटर जाता हो; अथवा</p> <p>(iii) अपेक्षित अथवा ज्ञात मृत संचलन स्थितियों के लिए योजक प्लग के शीर्ष पर 15 मीटर सीमेंट के साथ शू के ऊपर 15 से 30 मीटर का एक योजक प्लग करें।</p>
यदि ----	फिर इसका उपयोग करें -----
(3) छिद्रित क्षेत्र जो वर्तमान में खुला है और जिसे पहले दबाया अथवा विलगित नहीं किया गया है।	<p>(i) पहले से दबाए गए अथवा विलगित छिद्रों में सीमेंट दबाने की किसी पद्धति का प्रयोग करें;</p> <p>(ii) विस्थापन विधि द्वारा स्थापित एक सीमेंट प्लग लगाएं, छिद्रित अंतराल के कम से कम 30 मीटर ऊपर से 30 मीटर नीचे तक, अथवा नीचे केसिंग प्लग तक, जो भी कम हो, अथवा</p> <p>(iii) यदि छिद्रित क्षेत्र नीचे होल से विलगित हैं, तो इस खंड के पैरा (ख) (3) (i) और (ख) (3) (ii) में विनिर्दिष्ट के स्थान पर, इस खंड के (ड) के माध्यम से पैरा (ख) (3) (iii) (क) में विनिर्दिष्ट किसी प्लग का उपयोग करें।</p> <p>(क) छिद्रित अंतराल के शीर्ष के ऊपर 15 से 30 मीटर प्रभावी वैक प्रेशर नियंत्रण युक्त एक सीमेंट रिटेनर सेट करें और एक सीमेंट प्लग करें जो इस रिटेनर के ऊपर कम से कम 15 मीटर सीमेंट के साथ छिद्रित अंतराल के निचले भाग के कम से कम 30 मीटर नीचे तक जाता हो।</p> <p>(ख) योजक जो छिद्रित अंतराल के शीर्ष के ऊपर 15 से 30 मीटर पर सेट करें और योजक प्लग के शीर्ष पर कम से कम 15 मीटर सीमेंट करें;</p> <p>(ग) विस्थापन पद्धति द्वारा कम से कम 60 मीटर लंबाई का एक सीमेंट प्लग करें, जिसका प्लग बॉटम छिद्रित अंतराल के ऊपर 30 मीटर से अधिक न हो।</p> <p>(घ) छिद्रित अंतराल के ऊपर 30 मीटर तक पूरा ट्यूबिंग बास्केट प्लग करें और बास्केट प्लग के शीर्ष पर कम से कम 15 मीटर सीमेंट लगा हो।</p> <p>(ड) छिद्रित अंतराल के ऊपर 30 मीटर तक एक ट्यूबिंग प्लग सेट करें और जिसके</p>

	ऊपर सीमेंट की पर्याप्त मात्रा हो ताकि इसे वेलबोर के उच्चतम पैकर के कम से कम 30 मीटर तक ऊपर किया जा सके और पैकर के ठीक ऊपर आवरण वलयों में कम से कम 90 मीटर सीमेंट हो।
यदि ----	फिर इसका उपयोग करें ----
(4) केसिंग स्टब जहाँ स्टब छोर केसिंग के अंदर ही हो	i) एक सीमेंट प्लग स्टब छोर से कम से कम 30 मीटर ऊपर और नीचे सेट करें; ii) एक सीमेंट रिटेनर अथवा योजक प्लग स्टब छोर से कम से कम 15 से 30 मीटर ऊपर सेट करें और साथ में रिटेनर अथवा योजक प्लग के शीर्ष पर कम से कम 15 मीटर का सीमेंट हो; अथवा iii) कम से कम 60 मीटर लंबा एक सीमेंट प्लग बॉटम प्लग के साथ सेट करें जो स्टब छोर से ऊपर 30 मीटर तक हो।
(5) एक केसिंग स्टब जहाँ स्टब छोर केसिंग से नीचे हो	यथा लागू, इस खंड के पैरा (ख) (1) अथवा (ख) (2) में यथा विनिर्दिष्ट एक प्लग
(6) एक वलयाकार स्थान जो ओपेन होल से जुड़ा हो और मड लाइन तक जाता हो।	वलयाकार स्थान में कम से कम 60 मीटर लंबा एक सीमेंट प्लग सेट करें। समुद्र सतह से ऊपर संपादित कूप के लिए, विलगन सत्यापन के लिए प्रत्येक केसिंग वलयों का दाब परीक्षण करें।
(7) केसिंग वाला कूप	सबसे छोटे केसिंग में कम से कम 20 मीटर लंबा एक सीमेंट सतह प्लग सेट करें जो सतह तक जाता हो और प्लग का शीर्ष सतह के नीचे 10 मीटर तक ही हो।
(8) होल में बचा हुआ तरल	प्लगों के अंतराल में तरल इतना गाढ़ा हो कि अंतरालों में संरचना दबाव से अधिक हाइड्रोस्टैटिक दबाव डाल सके।

(ग) आगार (रिजर्वायर) विलगन प्लग (प्लगों) की प्लग संबंधी सुदृढ़ता का सत्यापन करने के लिए निम्नलिखित परीक्षण (प्रत्येक) किए जाने चाहिए:

- प्लग पर कम से कम 15000 पाउंड का पाइप भार; अथवा
- कम से कम 1,000 पौंड प्रति इंच का पंप दबाव (प्रेशर)। सुनिश्चित करें कि दबाव 15 मिनट में 10 प्रतिशत से अधिक नहीं गिरे।

#### खंड 4: कूपशीर्ष, आवरण हटाना और स्थल पुनर्स्थापन

जमीन स्तर से कम से कम 1.5 मीटर नीचे कूपशीर्ष और सभी आवरण हटाएं।

यदि आवश्यक है, वैकल्पिक निष्कासन गहराई के संबंध में आपसी सहमति से और मामले के आधार पर अलग-अलग मंजूरी दी जाए।

कूप स्थल को साफ करें और भूमि को मूल स्थिति में अथवा भू-स्वामियों / स्थानीय प्राधिकारियों के साथ आपसी सहमति के अनुसार, यथा अपेक्षित स्थिति में लाएं।

आसपास के पारिस्थितिकीय संवेदनशील स्थानों जैसे संरक्षित क्षेत्र, राष्ट्रीय उद्यान, अभयारण्य इत्यादि से संबंधित सूचना प्रदान करें और उन पर प्रभावों को कम से कम करने की योजना प्रस्तुत करें।

#### खंड 5. कूप प्लगिंग समापन प्रस्तुति

किसी कूप को स्थायी रूप से बंद (प्लगिंग) करने के पश्चात् 90 दिनों के अंदर, एक कार्य पश्चात् प्रतिवेदन प्रस्तुत करें, और उसमें निम्नलिखित सूचना शामिल करें :

- (1) वास्तविक कूप निर्देशांक और स्थान संबंधी सूचना
- (2) प्लग का वास्तविक स्थान दर्शाते हुए अंतिम कूप खाका;

- (3) प्लगिंग कार्य का विवरण;
- (4) प्लगों में प्रयुक्त सामग्री की प्रकृति और मात्रा;
- (5) आवरण (केसिंग) कट का आकार और लंबाई;
- (6) केसिंग निष्कासन गहराई
- (7) कूप कैप संबंधी विवरण

#### **खंड 6. अस्थायी कूप परित्याग**

किसी कूप का अस्थायी रूप से परित्याग किया जा सकता है यदि उचित विकास और पट्टा प्रस्तुति के लिए ऐसा करना आवश्यक है। इस सम्बन्ध में निम्नलिखित दिशा-निर्देशों का पालन किया जाए”

(क) कूप आशोधन के लिए आवेदन और ओएमआर के अनुसार प्रयोज्य सूचना डीजीएमएस को प्रस्तुत करें;

(ख) कूपशीर्ष को काट कर हटाने की आवश्यकता नहीं है;

(ग) केसिंग के सीमेंटेड और वेधित होने तक, सबसे गहरे केसिंग स्ट्रिंग के बेस पर कम से कम 30 मीटर लंबा योजक प्लग अथवा एक सीमेंट सेट करें। यदि सीमेंट प्लग सेट हो जाता है तो सीमेंट प्लग को ओपन होल में केसिंग शू के नीचे तक विस्तारित करना आवश्यक नहीं है;

(घ) सतह प्लग के नीचे प्रथम प्लग और 'लॉस्ट सर्कुलेशन' क्षेत्रों के सभी प्लगों, जो ओपन होल में हैं, का परीक्षण करें। प्लग की सुदृढ़ता सत्यापित करने के लिए इस प्लग को निम्नलिखित परीक्षणों में से कोई एक पास करना जरूरी है :

- प्लग पर कम से कम 15000 पाउंड का एक पाइप भार; अथवा
- कम से कम 1,000 पाउंड प्रति वर्ग इंच का पंप दबाव। सुनिश्चित करें कि दबाव 15 मिनट में 10 प्रतिशत से अधिक न गिरे।

(ङ) सबसे अंदर वाले आवरण (केसिंग) में कम से कम 30 मीटर लंबा पुनः प्रापणीय अथवा एक स्थायी प्रकार का योजक प्लग अथवा एक सीमेंट प्लग लगाएं। योजक प्लग अथवा सीमेंट प्लग का शीर्ष सतह के नीचे (जीएल) 20 मीटर से अधिक नहीं होना चाहिए।

(च) कूप पहचान का विस्तृत विवरण दें।

(छ) किसी कूप के अस्थायी प्लगिंग के पश्चात् 90 दिनों के अंदर, कूप आशोधन हेतु प्ररूप प्रस्तुत करें और प्लग किए गए खाका के साथ कूप विवरण शामिल करें।

जब किसी कूप को अस्थायी परित्यक्त स्थिति में बनाए रखना आवश्यक न हो तो :

(क) प्रासंगिक मानकों के अनुसार तुरंत और स्थायी रूप से कूप को प्लग करें।

(ख) कूप स्थल को साफ करें और भूमि को लगभग मूल स्थिति या भू-स्वामियों / स्थानीय प्राधिकारियों के साथ परस्पर सहमत स्थिति में वापस लाएं।

#### **खंड 7: तेल / गैस संयंत्र का निष्क्रियन (डीकमिशनिंग) और भू – पुनर्स्थापना**

डीकमिशनिंग में, कूपों को ढकना, संयंत्र को बंद करना और ट्रंक लाइनों का दबाव निकालना, पिगिंग और फ्लशिंग, संयंत्र विलगन और फ्लशिंग, परिष्करण (पर्जिंग) और संयंत्र उपकरणों, पोतों और संबद्ध पाइपिंग की सफाई शामिल है।

##### **1. तटीय गैस संयंत्र विलगन:**

संयंत्र के सभी हाइड्रोकार्बन स्रोतों को हटाने हेतु पर्जिंग करने से पूर्व इस संयंत्र के सभी भिन्न खंडों का सार्थक विलगन आवश्यक है। जैसे संयंत्र में प्रवाहित हो रहे हाइड्रोकार्बन के अन्य स्रोतों से संयंत्र को अलग करने के लिए ईएसडीवी से सभी ट्रंक लाइनों का संपर्क तोड़ना, सभी कूपों को विलगित करने के लिए वेल हैडर (हैडर्स) का संपर्क काटना, टेस्ट सेपरेटर हैडर / सेपरेटर को ईएसडीवी से संपर्क काटना है, डाउनस्ट्रीम से स्रोत को विलगित करने के लिए कस्टडी मीटर को निकालना ।

## 2. पाइपलाइनों, पोतों और उपकरण की फ्लशिंग, पर्जिंग और सफाई:

डीकमिशनिंग के भाग के रूप में, उत्पादन बंद होने के पश्चात् फ्लशिंग, पर्जिंग और सफाई की जानी जरूरी है। पाइपलाइनों, पोतों और उपकरण को दाबमुक्त किया जाएगा और बड़ी मात्रा में मौजूद हाइड्रोकार्बन को निकाल दिया जाएगा। तदोपरांत, हाइड्रोकार्बन लाइन्स को आकस्मिक हाइड्रोकार्बन प्रवेश से बचाने के लिए यांत्रिक रूप से विलगन किया जाना चाहिए। हाइड्रोकार्बन / प्रदूषक का निष्कासन सुनिश्चित करने के लिए अच्छी तरह से सफाई और पर्जिंग की जानी चाहिए, ताकि विघटन और स्थल पुनर्स्थापन के दौरान कोई खतरा न हो। सफाई कार्यक्रम, प्रत्येक प्रणाली / लूप की विशिष्ट जरूरतों के आधार पर तैयार किया जाना चाहिए और सक्षम प्राधिकारी द्वारा आंतरिक अनुमोदित होना चाहिए।

## 3. अपशिष्ट प्रबंधन और स्थल पुनर्स्थापन:

परित्याग योजना में भवनों और संरचनाओं के स्वस्थानी उपयोग के विकल्प पर विचार करना चाहिए। यदि वैकल्पिक उपयोग संभव नहीं होता है, तो इन संरचनाओं को भू-स्वामियों के साथ किए गए समझौतों / भू-पट्टा समझौतों के अनुसार विघटित, साफ और हटाया जाना चाहिए।

सभी उपकरण और पोत को अनुमोदित परित्याग योजना के अनुसार, वियोजित, साफ और विघटित किया जाएगा।

सुनिश्चित करें कि एस्वेस्टस मौजूद न रहे अथवा यदि मौजूद है तो इसे निकालने के लिए उचित उपाय किया जाए।

भू-स्वामियों / स्थानीय प्राधिकारियों के साथ परस्पर सहमति के अनुसार स्थल को साफ और पुनर्स्थापित करें।

नोडल अधिकारी द्वारा सत्यापन किया जाए कि स्थल को उचित तरीके से उपचारित और पुनर्स्थापित किया गया है।

## खंड 8: पाइपलाइनों का परित्याग

(क) प्रत्येक संविदाकार इस खंड की अपेक्षाओं के अनुसार पाइपलाइनों का परित्याग करेगा या इनको निष्क्रिय करेगा।

(ख) स्वस्थाने परित्यक्त प्रत्येक पाइपलाइन को गैस, परिष्कृत गैस के सभी स्रोतों और आपूर्तियों से विसंबद्ध करना आवश्यक है। तथापि, ऐसी स्थिति में जब गैस की मात्रा इतनी कम हो कि इससे कोई खास खतरा न हो, तो उस पाइपलाइन को परिष्कृत (पर्ज) करने की जरूरत नहीं है।

(ग) सर्विस लाइन को छोड़कर, प्रत्येक निष्क्रिय पाइपलाइन को जो इस भाग के तहत अनुरक्षित नहीं किए जा रहे हैं, उन्हें गैस के सभी स्रोतों और आपूर्तियों से विसंबद्ध करना आवश्यक है। तथापि, ऐसी अवस्था में जब गैस परिमाण इतना छोटा हो कि इससे कोई खतरा संभावित न हो तो पाइपलाइन को परिष्कृत करने की आवश्यकता नहीं है।

(घ) जब कभी भी किसी उपभोक्ता को सेवा प्रदान करना बंद किया जाता है तो निम्न में किसी एक का अनुपालन जरूर किया जाना चाहिए:

- (1) वह वाल्व जिसके माध्यम से उपभोक्ता को गैस प्रवाह की सेवा रोकने के लिए बंद किया जाता है, उसमें संविदाकार द्वारा प्राधिकृत व्यक्तियों के अलावा अन्य व्यक्तियों द्वारा वाल्व खोलने से रोकने के लिए एक लॉकिंग डिवाइस अथवा कोई अन्य साधन होना जरूरी है।
- (2) एक ऐसा यांत्रिक उपकरण या फिटिंग जो कि गैस के प्रवाह को रोक सके, सर्विस लाइन अथवा मीटर संयोजन (असेम्बली) में जरूर स्थापित किया जाना चाहिए।
- (3) उपभोक्ताओं की पाइपिंग को भौतिक रूप से गैस आपूर्ति से विसंबद्ध किया जाना चाहिए और खुले पाइप छोर को सील किया जाना चाहिए।

(ङ) यदि परिष्करण (पर्जिंग) के लिए हवा का उपयोग किया जाता है, तो संविदाकार को यह सुनिश्चित करना चाहिए कि कोई ज्वलनशील मिश्रण उसमें न रह जाए।

(च) प्रत्येक परित्यक्त वॉल्ट में एक उपयुक्त कॉम्पैक्ट सामग्री भरी होनी चाहिए।

## खंड 9: स्थल पुनर्स्थापन

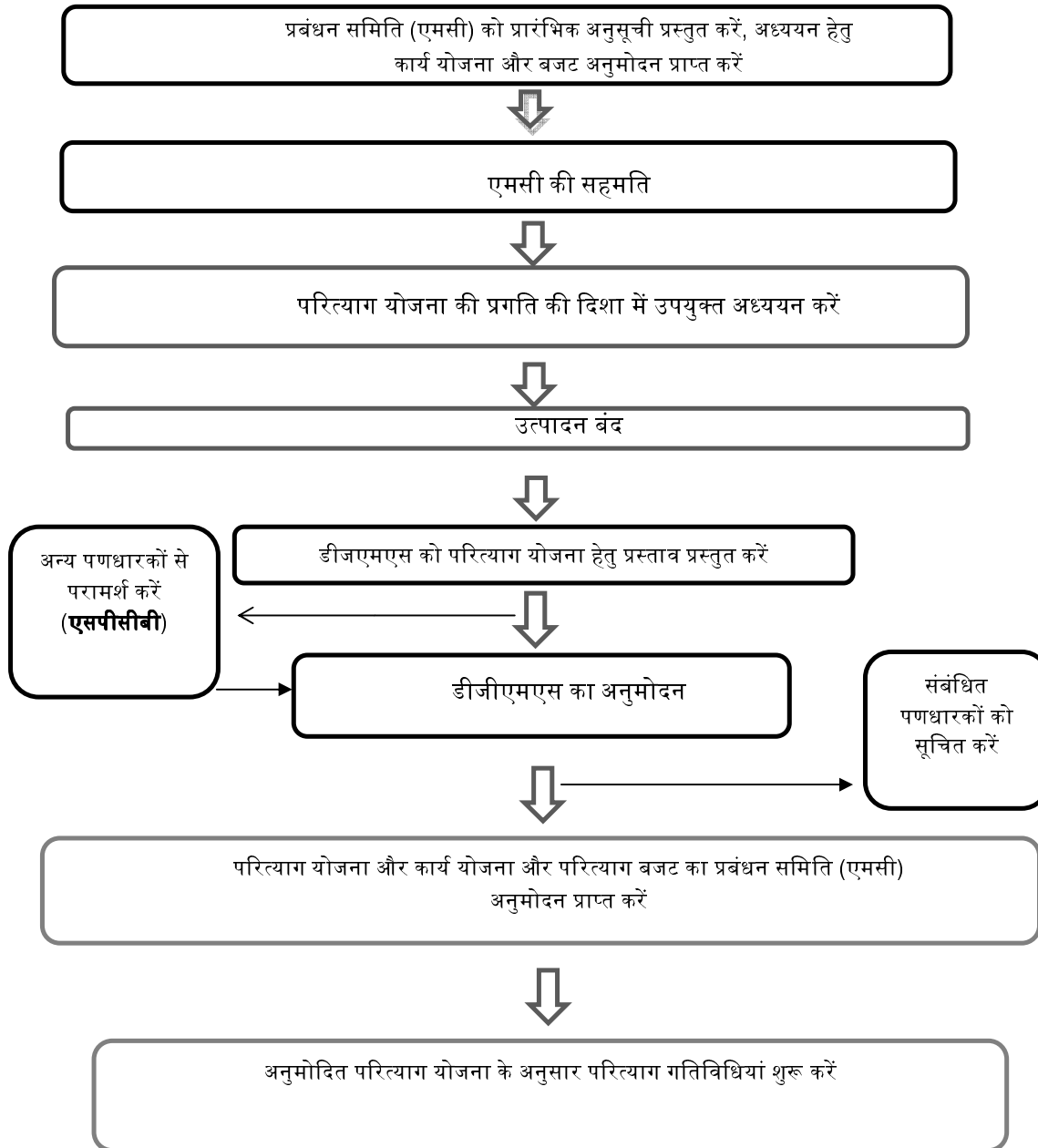
स्थल को पर्यावरण की दृष्टि से सुरक्षित स्थिति में लाने के बाद,

• स्थल को भू-स्वामियों / स्थानीय प्राधिकारियों के साथ आपसी सहमत स्थिति में पुनर्स्थापित करें।

तरल और ठोस अपशिष्ट का भारतीय पर्यावरण विनियमों के अनुसार सुरक्षित तरीके से निपटान किया जाना चाहिए।

तृतीय पक्ष कंपनी के अधिकृत अधिकारी द्वारा हस्ताक्षरित इस आशय का एक पत्र प्राप्त करें कि स्थल को पुनर्स्थापित कर दिया गया है और यहाँ से सभी अवरोधों को हटा दिया गया है।

#### खंड 10 : तटीय उत्पादन स्थल डीकमिशनिंग आवेदन प्रक्रिया



दिवाकर नाथ मिश्रा, सयुक्त सचिव

**MINISTRY OF PETROLEUM AND NATURAL GAS****NOTIFICATION**

New Delhi, the 1st May, 2018

**No. O-32011/75/2013-ONG-I.—****1. Introduction**

The following sections refer to both offshore and onshore oil and gas production site abandonment. These guidelines are not prescriptive but allow flexibility within the existing regulatory framework.

Note: Various terms such as Site Restoration Plan, Abandonment Plan, Decommissioning Plan, Site Restoration, Abandonment and Decommissioning Plan, are used interchangeably. However, they all mean the same document.

**2. Government authorities and their respective roles on the Abandonment Plan**

The responsibilities of various authorities listed below are categorized into the following.

- i. Approval role: These authorities will need to approve the Abandonment Plan.
- ii. Consulting role: These authorities will play an advisory role, providing their inputs on the Abandonment Plan, if any, in a time bound manner.
- iii. Information only: These authorities will be informed of the Abandonment Plan.

The Abandonment Plan will be submitted to the Oil Industry Safety Directorate (OISD) (for offshore production sites only)/ Directorate General of Mines Safety (DGMS) (for onshore production sites only) with a copy to the authorities with 'consulting role' for comments, if any, within 45 days of submission of Abandonment Plan in line with the guidelines.

- Ministry of Petroleum & Natural Gas (MoPNG) – Approval role [through Management Committee (MC)]
- Directorate General of Hydrocarbons (DGH) – Approval role (through MC)
- Directorate General of Mines Safety (DGMS) – Approval role (for onshore production sites only)
- Oil Industry Safety Directorate (OISD) – Approval role (for offshore production sites only)
- Ministry of Defence (MoD) – Consulting role (for offshore production sites only)
- Ministry of Shipping (MoS) – Consulting role (for offshore production sites only)
- Department of Animal Husbandry, Dairying and Fisheries (DoF) within the Ministry of Agriculture and Farmers Welfare (MoA&FW) – Consulting role (for offshore production sites only)
- State Pollution Control Boards (SPCB) – Consulting role (for onshore production sites and offshore production sites up to 12 nautical miles/ jurisdiction of EP Act )
- State maritime board - Consulting role for offshore production sites only
- Ministry of Water Resources - Information only (for onshore production sites only)
- State Governments (concerned departments) - Information only (for onshore production sites only)
- Coastal State Government nearest to the offshore production site – Information only (for offshore production site only)
- State, District and Local Authorities/Concerned departments - Information only (for onshore production sites only)

During project execution, necessary permits and consents would have to be taken by the Contractors from relevant authorities in line with existing rules and regulations.

**3. Regulatory Requirements**

It is essential that the Contractor carrying out a decommissioning project has a clear understanding of relevant regulations.

Administration of a decommissioning project should not be strictly limited to regulations. In addition to the regulations, an attempt should be made to provide relevant background information and asset history. Additionally, consideration should be given to issues which impact decommissioning activities. These include, but are not limited to, certain provisions regarding impact on land, protected areas, water and endangered species and artificial reef programs.

The regulations with respect to decommissioning of offshore production sites shall be administered by the Oil Industry Safety Directorate (OISD) while the Directorate General of Mines Safety (DGMS) shall administer decommissioning of

onshore production sites. In addition, it is envisaged that establishment of artificial reefs for offshore platforms shall be administered by the OISD.

**Note 1:** These Site Restoration Guidelines for Petroleum Operations are applicable only for field abandonment upon cessation of production from producing fields only. However, the Contractor shall have the flexibility to carry out well Plugging and Abandonment (P&A) and flushing/ cleaning activities on a *stand-alone* basis with the approvals from the Management Committee.

**Note 2:** The Contractor shall submit the third party audit report on the contractor's work completion dossier to OISD/DGMS and DGH which shall be considered as certification of completion of the site restoration/decommissioning/ abandonment work.

#### 4. Environmental Impact Assessment (EIA)

Currently, there are no specific guidelines in India for Environmental Impact Assessments for decommissioning of oil and gas assets. Minimum requirements should therefore be determined and EIA for offshore and onshore oil and gas producing assets to be abandoned should be formulated.

The EIA for the selected decommissioning methodology should take into account environment protection measures and EIA report for the selected concept will be submitted by the Contractor to DGMS/OISD along with site restoration plan.

#### 5. Handling of Naturally Occurring Radioactive Material (NORM)

Identifying, labeling, maintaining, storing and disposing of equipment contaminated with Naturally Occurring Radioactive Material (NORM) shall follow the guidelines of the Department of Atomic Energy (DAE).

#### 6. Site Restoration Fund

The Site Restoration Fund ("SRF"), where applicable, is governed by the relevant provisions of the respective Production Sharing Contracts (PSCs) and the Site Restoration Fund Scheme (SRFS) of 1999. Regarding Site Restoration Fund, following guidelines are made:

- ☐ Contractor will open SRF account immediately after first commercial oil/gas production.
- ☐ In the case of new fields, Contractor can alternatively submit Bank Guarantee (BG) for the initial period up to 3 years after first commercial oil/gas production. The Contractor shall create SRF account for the subsequent years of PSC period.
- ☐ In the case of existing fields with commercial production, where SRF is not yet established, the Contractor can alternatively submit Bank Guarantee within 6 months after policy guidelines notification for a period up to 3 years. The Contractor shall create SRF account for the subsequent years of PSC.
- ☐ The Amount of SRF or BG will be in accordance with decommissioning estimates as proposed by the Contractor and approved by Management Committee.
- ☐ The funding in SRF account or BG amount will be calculated using Unit of Production method i.e. Reserve of the field to Production ratio.
- ☐ Due to the varying operating lives of individual assets and changes in resource costs, decommissioning and site restoration costs may be evaluated and updated every 3 years. The decommissioning cost estimate, duly assessed by a qualified independent third party, will be submitted by the Contractor to the DGH. The revised estimates will become the basis for amount in SRF or BG.

The withdrawal of funds from SRF account is governed by para 8 of the SRFS of 1999. To provide further guidance in accordance with para 8, it is recommended that the following additional steps need to be followed:

- a. The Contractor shall propose estimates of the site restoration activities in the Annual Work Programme & Budget (WP&B) to the Management Committee including provisional work schedule and corresponding estimated payment on a Financial Year Basis.
- b. Based on such approved Work Programme and Budget (WP&B), the Contractors would be allowed to withdraw funds in four or more phases from SRF account towards expenditure. The Contractors shall submit to the DGH, a phase-wise utilization Certificate validated by independent third party who is acceptable to Management Committee, showing utilization of funds during or at the end of each phase. For release of advance for subsequent phase, Contractor to ensure that utilization Certificate is submitted for 75% of the funds drawn for the current phase and 100% of the funds drawn for all previous phases. As an alternative, the contractor shall have an option of withdrawing an advance of up to 100% of the fund required for Site restoration and abandonment as per the plan approved by the Management Committee by submitting Bank Guarantee of an equivalent amount.



- c. Within 60 days after end of a financial year, the Contractors should submit final expenditure and utilization statement for previous year.
- d. In case of BG amount, the BG amount can be adjusted/ reduced (on pro-rata basis) by the Contractor on an annual basis at the end of the financial year in accordance with the value of balance site restoration work to be completed as per the approved Abandonment Plan.
- e. The Contractor would undertake site abandonment activities as per the approved Abandonment Plan and submit the completion certificate.
- f. The contributions to the SRF account should be used only for the purpose of Field Abandonment & Site Restoration by all parties. The balance amount in SRF after Site restoration and abandonment shall be dealt with in accordance with provisions of PSC and SRF Scheme, 1999.

## 7. Commencement of Site Abandonment

Regarding notice to the Government for commencement of site abandonment and approval of the Site Restoration Plan, following guidelines are made:

- ☐ An estimated high level schedule for the abandonment should be submitted to the DGH for review one (1) year prior to the expected cessation of production. Shorter time frames may be allowed by DGH if necessary.
- ☐ The Site Abandonment and Restoration Plan should be submitted to the OISD/DGMS for approval not later than 1 year after cessation of production.
- ☐ Abandonment Plan shall be approved by the OISD/DGMS within 60 days of submission of the Abandonment Plan by the Contractor in line with these guidelines. In case OISD/DGMS has any query regarding any deficiencies in the documentation, the approval shall be granted by OISD/DGMS within 15 days of receipt of the satisfactory reply and correct relevant document from the Contractor.
- ☐ Initiation of abandonment should begin as per timelines approved in the Abandonment Plan, subject to all regulatory approvals, permits, clearances etc being granted in a timely manner.

## 8. Guidelines for Decommissioning Offshore Production Sites in India

### SECTION 1. Definitions

(a) Decommissioning means:

- (1) Ending oil or gas operations; and
- (2) Returning the lease to a condition that meets the requirements of the regulations and other agencies that have jurisdiction over decommissioning activities.

(b) Obstructions means:

Structures, equipment, or objects that were used in oil and gas operations or marine growth on such structures that, if left in place, would substantially hinder other existing users of the seafloor, may be considered as an obstruction. Such obstructions may include, but are not limited to, shell mounds, wellheads, casing stubs, mud line suspensions, well protection devices, subsea trees, jumper assemblies, umbilicals, manifolds, termination skids, production and pipeline risers, platforms, templates, pilings, pipelines, pipeline valves, and power cables.

### SECTION 2. Cessation of Production

Within 180 days upon cessation of production Contractor shall notify the MoP&NG/ DGH/ OISD, that all production of the facility has ceased and submit the Abandonment plan to the OISD within one year of cessation of production.

### SECTION 3. General Decommissioning Requirements

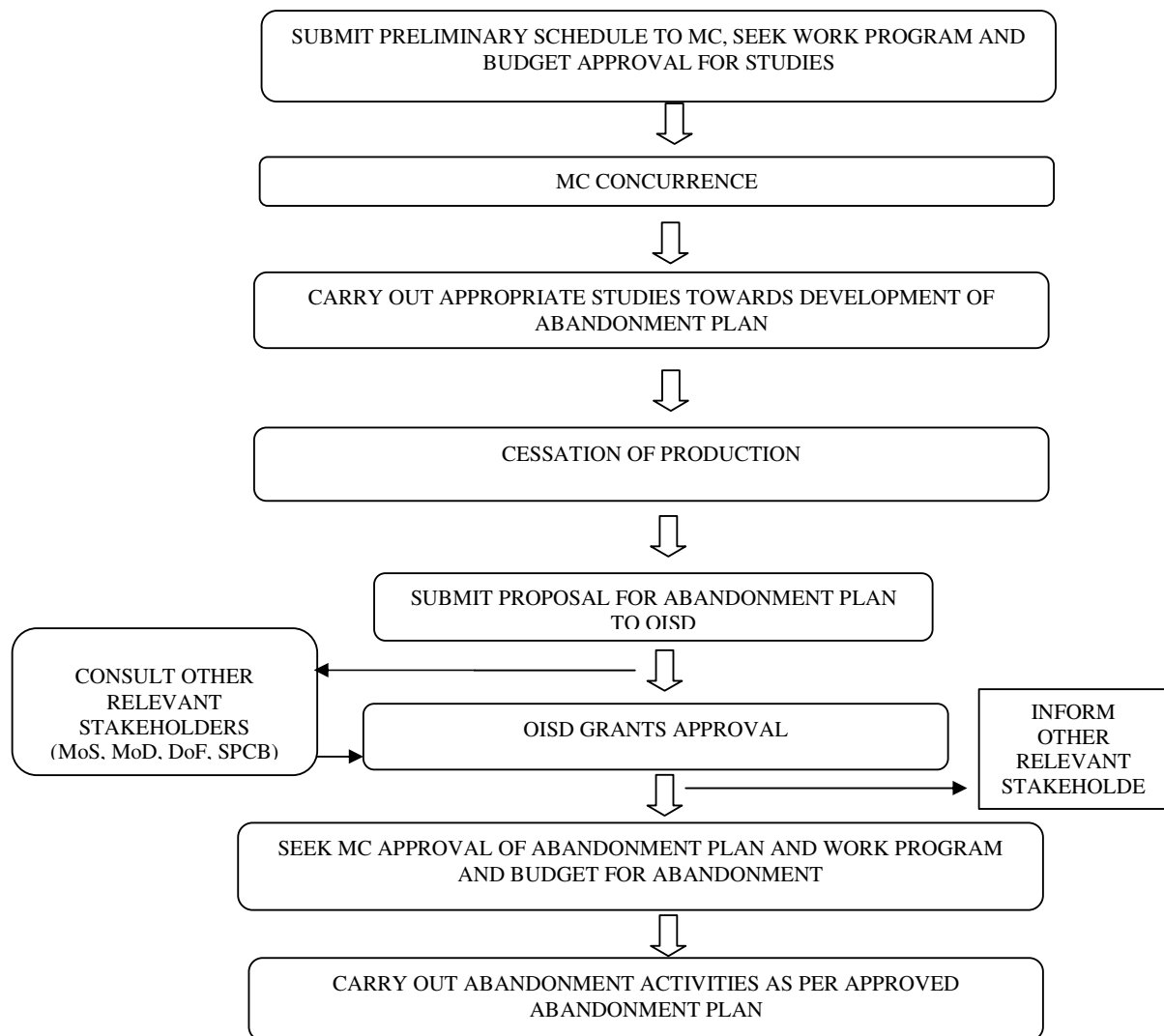
The guidelines on decommissioning requirements are as follows.

- ☐ Decommission wells by permanently plugging the wells. Sub-sea well head structures, Christmas trees, casings and tubings can be left in-situ provided they are stable in place and they do not have significant risk of interference with potential users of the site. The decommissioning methodology for Sub-sea well head structures, Christmas trees, casings and tubings shall be decided by a transparent and objective comparative assessment process which will take into account factors including geotechnical aspects, erosion processes, environmental considerations and safety etc.
- ☐ Platforms may be removed as per IMO resolutions / guidelines. Reefing may be permitted if considered environmentally beneficial.
- ☐ Subsea hardware and pipelines are to be decommissioned and left in-situ, provided the geotechnical, engineering analysis and other information demonstrate that hardware and pipelines are stable. The pipeline

decommissioning methodology shall be decided by a transparent and objective comparative assessment process which will take into account factors including geotechnical aspects, erosion processes, environmental considerations and safety etc.

- Where piling or conductors are severed, these should be removed to a level at or below the mud line.
- Conduct all decommissioning activities in a manner that is safe, does not unreasonably interfere with other uses of the seafloor, and does not cause undue or serious harm or damage to the human, marine, or coastal environment.

#### SECTION 4. Application Process for Decommissioning of Offshore production sites



#### SECTION 5. Well Plug and Abandonment

Wells P&A shall be carried out in accordance with OISD Standard 175. Deviations from OISD standard 175, if any, shall be submitted to the OISD for approval on a case to case basis.

Rigless well abandonment is a viable option. The Contractors should have the option to abandon a well in the most economical, safe manner of their choice. Project specific procedures for Rigless P&A shall be submitted to OISD for approval.

Each Reservoir isolation plug(s) must pass one or both of the following tests to verify plug integrity:

- A pipe weight of at least 15,000 pounds on the plug; or
- A pump pressure of at least 1,000 pounds per square inch. Ensure that the pressure does not drop more than 10 percent in 15 minutes.

**SECTION 6. Decommissioning platforms and other facilities**

All platforms and other facilities must be decommissioned as per the approved Abandonment Plan.

All production risers must be flushed with seawater before they are removed.

**SECTION 7. Information to be included in Abandonment Plan for a Platform or other facility**

Submit the following information (as relevant) as part of the Abandonment Plan for approval to the OISD:

- (a) Identification of the applicant including:
  - (1) Contractor;
  - (2) Address;
  - (3) Contact person and telephone number, email, fax and
  - (4) Shore base.
- (b) Identification of the structure that will be decommissioned including:
  - (1) Platform Name
  - (2) Location (lease, area, block, and block coordinates);
  - (3) Date installed (year);
  - (4) Proposed date of decommissioning (Month/Year); and
  - (5) Water depth.
- (c) Description of the structure to be decommissioned including:
  - (1) Configuration (attach a photograph or a diagram);
  - (2) Size;
  - (3) Number of legs/casings/pilings;
  - (4) Diameter and wall thickness of legs/casings/pilings;
  - (5) Whether piles are grouted;
  - (6) Brief description of soil composition and condition;
  - (7) The sizes and weights of the jacket, topsides (by module), conductors, and pilings; and
- (d) Identification of the purpose, including:
  - (1) Lease expiration date; and
  - (2) Reason for removing the structure.
- (e) An overview of the removal method,
- (f) Plans for transportation and disposal (including as an artificial reef) or salvage of the removed platform.
- (g) The results of any recent biological surveys conducted in the vicinity of the structure and recent observations of turtles or marine mammals at the structure site.
- (h) Plans to protect archaeological and sensitive biological ecosystem during removal operations, including a brief assessment of the environmental impacts of the removal operations and procedures and mitigation measures to take to minimize such impacts.
- (i) A statement whether or not divers will be used to survey the area after removal to determine any effects on marine life.

**SECTION 8. Information to be submitted once a platform or other facility has been decommissioned.**

Within 90 days after the decommissioning of a platform or other facility, submit a written report to the OISD that includes the following:

- (a) A summary of the decommissioning operation including the date it was completed;
- (b) A description of any mitigation measures taken; and
- (c) A statement signed by an authorized representative that certifies that the types and amount of explosives used in removing the platform or other facility were consistent with those set forth in the approved Abandonment Plan.

**SECTION 9. Decommissioning Pipelines**

Pipelines are to be decommissioned and left in-situ

To decommission a pipeline in-place:

- (a) Submit the following information as part of the Abandonment Plan for approval to the OISD:
  - (1) Reason for the operation;
  - (2) Proposed decommissioning procedures;
  - (3) Length (meters) of segment to be decommissioned.
  - (4) Plans for disposal and salvage
  - (5) Stretch of pipeline passing through eco-sensitive areas like national parks, wildlife sanctuaries and protected areas etc at land fall point and plan of their protection.
- (b) Pig the pipeline, unless pigging is not practical;
- (c) Flush the pipeline;
- (d) Fill the pipeline with seawater;
- (e) Cut and plug each end of the pipeline;
- (f) Where required, bury each end of the pipeline at least 1 meter below the seafloor or cover each end with sand/ concrete mattress;
- (g) Remove those pipeline valves and other fittings that could unduly interfere with other uses of the seafloor.

**SECTION 10. Post Pipeline Decommissioning**

Within 90 days after the completion of pipeline decommissioning, submit a written report to the OISD that includes the following:

- (a) A summary of the decommissioning operation including the date it was completed;
- (b) A description of any mitigation measures taken; and
- (c) A statement signed by an authorized representative that certifies that the pipeline was decommissioned according to the approved Abandonment Plan.

**SECTION 11. Site Clearance Requirements of a Permanently Plugged Well, Removed Platform, or Other Removed facility**

After completion of abandonment activities, verify that the site is clear of obstructions by using one of the following methods:

	If used--	Must--	And must--
(a) Sonar	Cover 100 per cent of the appropriate grid area.		Use a sonar signal with a frequency of at least 500 kHz.
(b) A diver	Ensure that the diver visually inspects 100 per cent of the appropriate gride area.		Ensure that the diver uses a search pattern of concentric circles or parallel lines spaced no more than 3 meters apart.
(c) An ROV (remotely operated vehicle).	Ensure that ROV camera records videotape over 100 per cent of the appropriate grid area.		Ensure that the ROV uses a pattern of concentric circles or paralle lines spaced no more than 3 meters apart.

**SECTION 12. Post Site Clearance and Verification**

- (a) For a well site, submit a Completion Letter within 90 days after completion of the verification activities, to include:

- (1) A signed certification that the well site area is cleared of all obstructions;
  - (2) The date the verification work was performed and the vessel used;
  - (3) The extent of the area surveyed;
  - (4) The survey method used.
- (b) For a platform or other facility site, submit a Completion Letter within 90 days after the completion of the verification activities, to include:
- (1) A letter signed by an authorized company official certifying that the platform or other facility site area is cleared of all obstructions and that a company representative witnessed the verification activities;
  - (2) A letter signed by an authorized official of **the third-party company** that performed the verification work certifying that the platform or other facility site has been cleared of all obstructions;
  - (3) The date the verification work was performed and the vessel used;
  - (4) The extent of the area surveyed;
  - (5) The survey method used.

**Note 1:** Within 180 days of carrying out site clearance, the Contractor shall **submit the third party audit report** on the contractor's work completion dossier to OISD/DGH which shall be considered as certification of completion of work.

### SECTION 13. Monitoring and Survey Requirements of Abandoned Pipelines

- (a) Perform an environmental and stability baseline survey.
- (b) A pipeline location survey should also be carried out by the Contractor to establish stability of the abandoned pipelines, after at least one monsoon season has elapsed since the abandonment of such pipelines.
- (c) Post abandonment monitoring is not necessary.

### 9. Guidelines for Decommissioning Onshore Production Sites in India

The MoPNG should consider formulating legislation that grants DGMS authority over regulating decommissioning onshore production sites.

#### SECTION 1. Definitions

- (a) Authorized administrative representative means:  
Any entity or individual authorized by the GOI to perform duties by cooperative agreement, delegation or contract.
- (b) Fresh water means:  
Water containing not more than 1,000 ppm of total dissolved solids, provided that such water does not contain objectionable levels of any constituent that is toxic to animal, plant or aquatic life, unless otherwise specified in applicable notices or orders.
- (c) Contractor means:  
As defined in the PSC.

#### SECTION 2. Well Plugging and Abandonment

Wells must be permanently plugged after the production has ceased.

Before permanently plugging a well or zone, submit an application to plug and abandon to DGMS and obtain approval. A request for approval must include the following information:

- (a) Reason for plugging the well (or zone), along with information signifying its lack of capacity for further profitable production of oil or gas
- (b) Recent well test data and pressure data, if available;
- (c) Maximum possible surface pressure, and how it was determined;
- (d) Type and weight of well-control fluid to be used;
- (e) A description of the work; and
- (f) A current and proposed well schematic and description that includes:
  - (1) Well depth;
  - (2) All perforated intervals that have not been plugged;

- (3) Casing and tubing depths and details;
- (4) Subsurface equipment;
- (5) Estimated tops of cement (and the basis of the estimate) in each casing annulus;
- (6) Plug locations;
- (7) Plug types;
- (8) Plug lengths;
- (9) Properties of mud and cement to be used;
- (10) Perforating and casing cutting plans;
- (11) Plug testing plans;
- (12) Environmental status in the vicinity wrt National parks, wildlife sanctuaries and protected areas and plan to minimize the impact.

**Note:** Rigless Well abandonment is a viable option. The Contractors should have the option to abandon a well in the most economical, safe manner of their choice. Project specific procedures for Rigless P&A shall be submitted to DGMS for approval.

### SECTION 3. Permanent Well Plugging Requirements

- (a) Ensure that all well plugs
  - (1) Provide downhole isolation of hydrocarbon and zones;
  - (2) Protect freshwater aquifers; and
  - (3) Prevent migration of formation fluids within the wellbore or to the surface.
- (b) Permanently plug wells according to the table given below.

#### PERMANENT WELL PLUGGING REQUIREMENTS

If –	Then use—
(1) Zones in open hole	Cement plug(s) set from at least 30 meters below the bottom to 30 meters above the top of oil, gas, and fresh-water zones to isolate fluids in the strata.
(2) Open hole below casing	(i) A cement plug, set by the displacement method, at least 30 meters above and below deepest casing shoe; (ii) A cement retainer with effective back- pressure control set 15 to 30 meters above the casing shoe, and a cement plug that extends at least 30 meters below the casing shoe and at least 15 meters above the retainer; or (iii) A bridge plug set 15 meters to 30 meters above A bridge plug set 15 meters to 30 meters above the shoe with 15 meters of cement on top of the bridge plug, for expected or known lost circulation conditions.
(3) A perforated zone that is previously squeezed or isolated.	(i) A method to squeeze cement to all previously squeezed currently open and not or isolated perforations; (ii) A cement plug set by the displacement method, at least 30 meters above to 30 meters below the perforated interval, or down to a casing plug, whichever is less; or (iii) If the perforated zones are isolated from the hole below, use any of the plugs specified in paragraphs (b)(3)(iii)(A) through (E) of this section instead of those specified in paragraphs (b)(3)(i) and (b)(3)(ii) of this section.

- (A) A cement retainer with effective back-pressure control set 15 to 30 meters above the top of the perforated interval, and a cement plug that extends at least 30 meters below the bottom of the perforated interval with at least 15 meters of cement above the retainer;
- (B) A bridge plug set 15 to 30 meters above the top of the perforated interval and at least 15 meters of cement on top of the bridge plug;
- (C) A cement plug at least 60 meters in length, set by the displacement method, with the bottom of the plug no more than 30 meters above the perforated interval;
- (D) A through-tubing basket plug set no more than 30 meters above the perforated interval with at least 15 meters of cement on top of the basket plug; or
- (E) A tubing plug set no more than 30 meters above the perforated interval topped with a sufficient volume of cement so as to extend at least 30 meters above the uppermost packer in the wellbore and at least 90 meters of cement in the casing annulus immediately above the packer.
- (4) A casing stub where the Stub end is within the casing
- (i) A cement plug set at least 30 meters above and below the stub end;
- (ii) A cement retainer or bridge plug set at least 15 to 30 meters above the stub end with at least 15 meters of cement on top of the retainer or bridge plug; or
- (iii) A cement plug at least 60 meters long with the bottom of the plug set no more than 30 meters above the stub end.
- (5) A casing stub where the stub end is below the casing
- A plug as specified in paragraph (b)(1) or (b)(2) of this section, as applicable.
- (6) An annular space that communicates with open hole and extends to the mud line.
- A cement plug at least 60 meters long set in the annular space.
- For a well completed above the ocean surface, test the pressure test of each casing annulus to verify isolation.
- (7) A well with casing
- A cement surface plug at least 20 meters long set in the smallest casing that extends to surface with the top of the plug no more than 10 meters below the surface.
- (8) Fluid left in the hole
- A fluid in the intervals between the plugs that is dense enough to exert a hydrostatic pressure that is greater than the formation pressures in the intervals.

---

(c) Reservoir isolation plug(s) must pass one of the following tests (each) to verify plug integrity:

- ☐ A pipe weight of at least 15000 pounds on the plug; or
- ☐ A pump pressure of at least 1,000 pounds per square inch. Ensure that the pressure does not drop more than 10 per cent in 15 minutes.

#### **SECTION 4: Wellhead, Casing Removal and Site Restoration**

Remove wellhead and all casings at least 1.5 m below the Ground level.

Alternate removal depth, if any required, to be mutually agreed and approved on case to case basis.

Clear the well site and restore the land near to original condition or as mutually agreed with land owners/local authorities.

Provide information on ecologically sensitive areas in the vicinity such as protected areas, national parks, Sanctuaries etc. and plans to minimize the impact.

#### **SECTION 5. Well Plugging Completion Submittal**

Within 90 days after permanently plugging a well, submit a post job report, and include the following information:

- (1) Information furnishing actual well coordinates and locality
- (2) Final well schematic showing the actual locations of the plugs;
- (3) Description of the plugging work;
- (4) Nature and quantities of material used in the plugs;
- (5) Size and length of casing cut;
- (6) Casing removal depth.
- (7) Details on the well cap.

#### **SECTION 6. Temporary Well Abandonment**

A well may be temporarily abandoned when it is necessary for proper development and production of a lease. Following guidelines may be followed:

- (a) Submit application for Well Modifications, and the applicable information as per OMR to DGMS and receive approval;
- (b) No need to cut and remove the wellhead;
- (c) Set a bridge plug or a cement plug at least 30 meters long at the base of the deepest casing string, unless the casing string has been cemented and has not been drilled out. If a cement plug is set, it is not necessary for the cement plug to extend below the casing shoe into the open hole;
- (d) Test the first plug below the surface plug and all plugs in lost circulation areas that are in open hole. The plug must pass one of the following tests to verify plug integrity:
  - ☐ A pipe weight of at least 15000 pounds on the plug; or
  - ☐ A pump pressure of at least 1,000 pounds per square inch. Ensure that the pressure does not drop more than 10 percent in 15 minutes.
- (e) Set a retrievable or a permanent-type bridge plug or a cement plug at least 30 meters long in the inner-most casing. The top of the bridge plug or cement plug must be no more than 20 meters below the surface (GL).
- (f) Provide well identification with details.
- (g) Within 90 days after temporarily plugging a well, submit the form for Well Modifications, and include the well details with the as plugged schematic;

When is it no longer necessary to maintain a well in temporary abandoned status:

- (a) Promptly and permanently plug the well according to relevant standards.
- (b) Clear the well site and restore the land near to original condition or as mutually agreed with land owners/local authorities.

#### **SECTION 7: Decommissioning of Oil / Gas Plant and Restoring the Land**

Decommissioning includes closing of wells, facility shut-down and de-pressurizing, pigging and flushing of trunk lines, plant isolation and flushing, purging and cleaning of plant equipment, vessels and associated piping.

##### **1. Onshore Gas Plant Isolation:**

The positive isolation of all the different sections of the plant has to be achieved prior to purging to eliminate all the hydrocarbon sources to the plant. Such as trunk lines to be disconnected from ESDV to isolate the plant from other sources of hydrocarbon flowing in to the plant. Well header(s) to be disconnected to isolate all the wells. Test separator header/separators to be disconnected up to ESDV. Custody meter run to be disconnected to isolate the source from downstream.



**2. Flushing, Purging and cleaning of Pipelines, Vessels and Equipment:**

As part of decommissioning; flushing, purging and cleaning needs to be carried out following cessation of production. Pipelines, vessels and equipment will be depressurized and any bulk hydrocarbons present there in will be removed. Subsequently the hydrocarbon lines should be mechanically isolated for any accidental ingress of hydrocarbon. Thoroughly cleaning and purging is to be carried out to ensure removal of hydrocarbons/pollutants so no hazards exist during dismantling and site restoration. The cleaning programme to be developed based on the specific needs of each system/loop and should be approved internally by a competent authority.

**3. Waste Management and Site Restoration:**

Abandonment plan should consider alternate in situ use of buildings and structures. If alternate use is not possible, these structures should be dismantled, cleaned, and removed, in accordance with the agreement with land owners/ land lease agreements.

All equipment and vessels will be disconnected, cleaned, dismantled and disposed of as per the approved abandonment plan.

Ensure Asbestos is not present or that proper measures are taken to remove if present.

Clear and restore the site as mutually agreed with land owners/ local authorities.

Verify by nodal authority validating that the site has been properly remediated and restored.

**SECTION 8: Abandonment of Pipelines**

(a) Each Contractor shall conduct abandonment or deactivation of pipelines in accordance with the requirements of this section.

(b) Each pipeline abandoned in-situ must be disconnected from all sources and supplies of gas, purged of gas. However, the pipeline need not be purged when the volume of gas is so small that there is no potential hazard.

(c) Except for service lines, each inactive pipeline that is not being maintained under this part must be disconnected from all sources and supplies of gas. However, the pipeline need not be purged when the volume of gas is so small that there is no potential hazard.

(d) Whenever service to a customer is discontinued, one of the following must be complied with:

- (1) The valve that is closed to prevent the flow of gas to the customer must be provided with a locking device or other means designed to prevent the opening of the valve by persons other than those authorized by the Contractor.
- (2) A mechanical device or fitting that will prevent the flow of gas must be installed in the service line or in the meter assembly.
- (3) The customer's piping must be physically disconnected from the gas supply and the open pipe ends sealed.

(e) If air is used for purging, the Contractor shall insure that a combustible mixture is not present after purging.

(f) Each abandoned vault must be filled with a suitable compacted material.

**SECTION 9: Site Restoration**

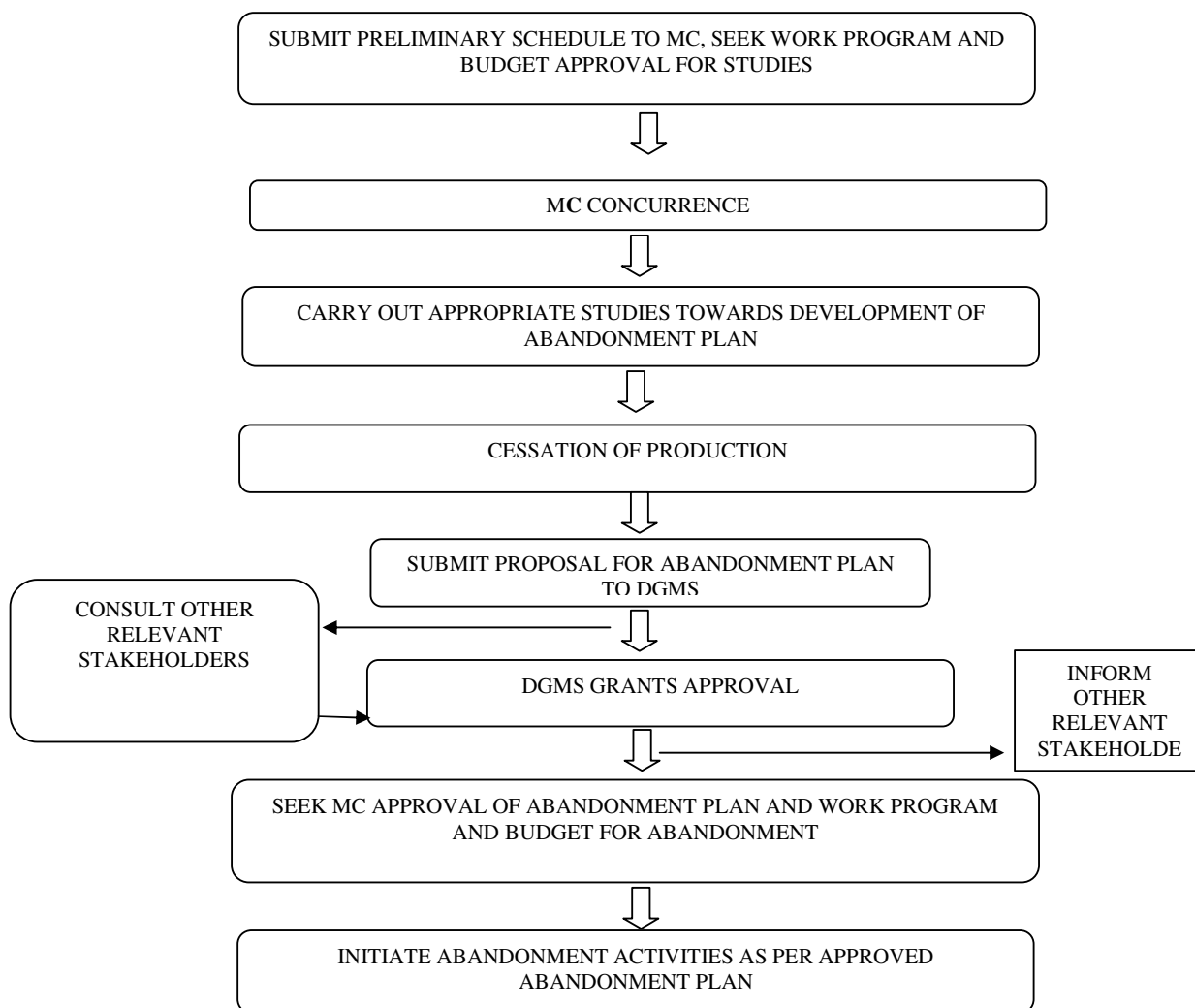
After bringing the site to an environmentally safe condition,

- ☐ Restore the site to a condition as mutually agreed with land owners/ local authorities.

Liquid and solid waste should be safely disposed of in accordance with Indian environmental regulations.

A letter signed by an authorized official of the **third-party company** that the site has been restored and cleared of all obstructions.

#### SECTION 10: Application Process for Decommissioning Onshore Production Sites



DIWAKAR NATH MISRA, Jt. Secy.